

Bottom Screen Out, aplicación que verifica la vigencia de una técnica

D.G. García, Jorge Calvo YPF; Martín Iglesias, Roberto Sentinelli, Baker Hughes Services.

Abstract

El yacimiento Chachahuen Sur se encuentra ubicado en la Cuenca Neuquina, al sur de la provincia de Mendoza. La formación productiva en el yacimiento es el Rayoso Clástico, formación somera compuesta por areniscas de buena porosidad y permeabilidad principalmente productora de petróleo de alta viscosidad. La estimulación utilizada para mejorar la productividad de la formación es la fractura hidráulica.

La formación Rayoso Clástico está compuesta por intercalaciones de areniscas y arcillas. Las areniscas poseen buena porosidad y permeabilidad y un espesor en las zonas de interés que no supera los 10 m de formación. Esta formación suele presentar bajo aporte posterior al punzado y la estimulación seleccionada para mejorar la productividad ha sido la fractura hidráulica. La limitación surgida en este yacimiento radica en que en la zona inferior de la formación se detecta una alta saturación de agua por lo que se hace necesario restringir el crecimiento del tratamiento en altura.

La optimización del tratamiento a realizarse ha sido realizada mediante la colocación de una barrera artificial tipo Bottom Screen Out (BSO), técnica descrita en el paper SPE - 69578. A partir de esta técnica y de las limitaciones de la formación se utilizaron tratamientos de tipo híbrido, buscando un tratamiento tipo Tip Screen Out (TSO), para obtener una fractura con buena conductividad.

Este trabajo resume los diseños, planificación operativa, rediseños posteriores al minifrac y resultados de esta revalidación de una técnica que ha probado ser de gran utilidad práctica.

La constatación de las comunicaciones durante el bombeo utilizando una amerada colgada del tapón de aislación basal, fue otro de los buenos recursos técnicos utilizados, para poder tener en claro la eficiencia del tratamiento.

Introducción

El yacimiento Chachahuen Sur se encuentra ubicado, sobre la margen del Río Colorado en el Sur de la Provincia de Mendoza. El objetivo exploratorio principal de los pozos Chachahuén Sur es investigar la continuidad de las características como reservorio del denominado Ciclo II de la Fm Rayoso, en un entrapamiento estratigráfico por truncación de dichas capas contra la discordancia intersenoniana, que las separa del Gr Neuquén. En diciembre de 2011 se perforó el pozo ChuS.x-2, el cual ensayó petróleo del ciclo II de Rayoso, quedando posteriormente en producción de dicho intervalo. El bloque Chachahuén actualmente posee 6 pozos en producción del ciclo II de Rayoso (ChuS.x-1, ChuS.x-2, ChuS.x-3, ChuS.x-4, ChuS.e-10, ChuS.e-11). Cabe recordar que el pozo ChuS.x-4 fue descubridor de gas del mismo ciclo y está actualmente cerrado.

La Fm Rayoso se caracteriza por ser un depósito continental constituido por areniscas y pelitas asociadas a un sistema fluvial efímero, con desarrollo de cuerpos de areniscas generados por corrientes tractivas poco canalizadas y en mantos no encauzados, que invaden la planicie de inundación

y la playa lacustre. Se caracteriza por estar integrada por cinco ciclos arena-arcilla, de origen continental, y diferente distribución areal. El espesor de los ciclos oscila entre los 4 y 15 mts. La porosidad promedio es del 26 % y la permeabilidad es variable entre 50 y 2000 md.

La densidad del crudo es de 0.9 y con respecto a la viscosidad se ha observado una variación desde el noreste hacia el suroeste, con valores de 29.7 CP a 30° (Chachahuén Sur.x-3), 735.2 CP a 25° (Chachahuén Sur.e-10) y 230.9 CP a 25° (Chachahuén Sur.x-5)

Las areniscas con potencial productivo son las que se encuentran en el tope de la formación donde el pase al grupo Neuquen cumple la función de sello estatigráfico, pasando directamente de las arcillas del Gr. Neuquén a las arenas del ciclo II, y otras veces al ciclo III por encima del ciclo II. Pero de una forma u otra siempre se va a tener sello pelítico (porque son ciclos de arena-arcilla) lo que hace que estos niveles posean una clara independencia hidráulica.

Condiciones particulares del reservorio

Para la fase de exploración y caracterización del yacimiento para un posterior desarrollo se realizaron estudios del tipo geológicos a lo largo de toda la perforación (Mud Logging) como corridas de varios registros tanto convencionales (GR, Neutron Densidad, PE, Resistividades) como más complejos (RMN, Sonico de onda completa).

Mediante el estudio e interpretación de los mencionados registros se identificó que, generalmente, por debajo de las areniscas de interés, separados por arcillas de aproximadamente 5 m de espesor se encuentran areniscas muy permeables con altas saturaciones de agua.

En los casos en los que se presenta la necesidad de estimular esta formación, el desafío ha sido determinar qué tipo de estimulación emplear, logrando la mayor productividad posible y evitando la canalización de fluido proveniente de los acuíferos inferiores.

El daño presente en esta formación estaría dado por la etapa de perforación (invasión de fluido). Debido al potencial existente y a las características del fluido de formación (petróleo de alta viscosidad) se decidió emplear la fractura hidráulica como medio de estimulación.

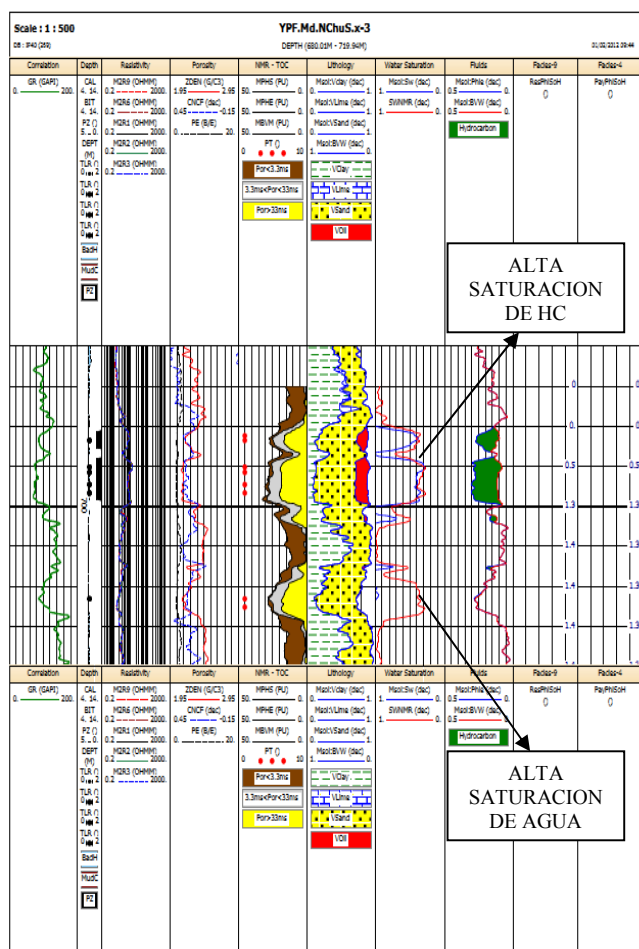


Fig. 1 Análisis petrofísico en el intervalo de Fm. Rayoso (Pz#1 y Pz#2)

Esquema de pozo

La perforación de los pozos en este yacimiento ha sido realizada de la siguiente manera:

Tramo guía: perforado con trépano de 12 1/4" hasta una profundidad promedio de 269 m. La entubación de la cañería guía fue realizada con CSG de 9 5/8" 32.2 #/ft grado H-40.

Tramo producción: perforado con trépano de 8 3/4" hasta una profundidad desde 700 m hasta 1000 m, dependiendo de la profundidad de la zona de interés. La entubación de la cañería de producción fue realizada con CSG de 5 1/2" 15.5 #/ft grado K-55.

El TBG utilizado para la intervención en todos los casos fue de 2 7/8" 6.5 #/ft grado N-80 (condición 2)

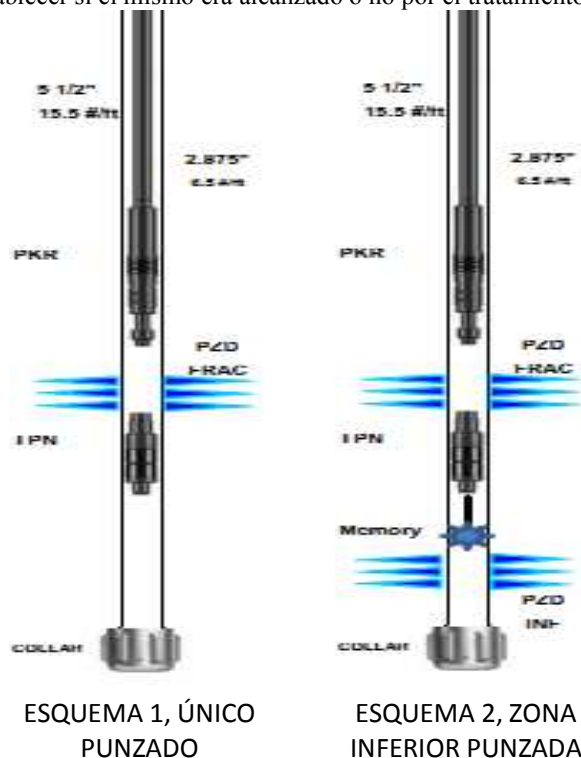
Punzados: ChuS x-1 punzado con cargas de 32 gr y 6 tpp, los restantes punzados con cargas EXTRA de 39 gr y alta penetración.

Las 2 primeras operaciones realizadas con diseño de tipo BSO (ChuS x-1 y ChuS x-3) se realizaron únicamente punzando la zona de interés, debido a la certeza de un elevado corte de agua en la zona inferior.

En las siguientes 3 operaciones, en primera instancia, se punzó la arenisca por debajo de la formación de mayor interés para verificar el fluido de reservorio. En base a esto se

estableció el límite de crecimiento de la fractura, por lo tanto, del BSO (si debía o no abarcar esta zona).

En éstas 3 últimas operaciones, para verificar la efectividad del tratamiento, se bajó por debajo del tapón una memory, de manera tal de poder tener registro del comportamiento del punzado inferior y, de esta manera, establecer si el mismo era alcanzado o no por el tratamiento.



Consideraciones de diseño

Debido al desafío que implica fracturar hidráulicamente esta formación con la cercanía del contacto de agua, se decidió emplear una conjunción de técnicas utilizadas en otros yacimientos y evaluar su eficiencia. Las técnicas a emplear en los tratamientos han sido:

- Barrera artificial (BSO): Bombeo de fluido de fractura sin reticular y concentraciones de agente sostén tal que el mismo ingrese en formación y decante dentro de la fractura formando una "barrera" basal (sobre stress) tal que detenga el crecimiento de la fractura hacia la zona inferior (SPE 69578).
- Fractura híbrida: El tratamiento se realiza de manera tal que la primera porción del colchón de tratamiento se bombea con gel sin reticular favoreciendo la propagación de la fractura en longitud, debido a la baja viscosidad del fluido y luego fluido reticulado para poder transportar el apuntalante.
- Tip Screen Out (TSO): para lograr un buen contraste de conductividades entre la fractura y la formación y, a su vez, limitar el crecimiento de la fractura, se decidió ajustar los colchones de los tratamientos para lograr llegar con el propante a la punta de la fractura y así detener el crecimiento de la misma, logrando un

buen empaquetamiento, es decir, una buena conductividad (SPE 27984).

- Punzado reducido: se decidió punzar únicamente el tope de la zona de interés para disminuir la posibilidad de contactar la zona con alta saturación de agua, maximizando la distancia entre ésta y los punzados.

Para el ajuste del BSO se programó un minifrac con gel lineal para ajustar el mismo. El minifrac consistió, en primera instancia, en inyectar el fluido de terminación presente en cañería a la formación (agua tratada), analizar el comportamiento, y luego iniciar la inyección de gel lineal en formación hasta que se estabilizara la presión, indicativo de haber alcanzado una geometría de fractura definida.

A partir del análisis del minifrac se ajustó el volumen de Pad (Colchón) para la barrera (BSO) y así la profundidad a la que quedaría implantada según las necesidades de cada caso.

El propante utilizado en todos los casos para realizar el BSO fue Sinterlite 16/30, en parte por ser el agente de sostén elegido en las primeras etapas realizadas y también debido a la densidad específica del mismo, lo que permite una velocidad de decantamiento en la fractura, en forma adecuada.

Posteriormente luego de esperar el decantamiento de agente de sostén y el cierre de la fractura del BSO se bombeó el tratamiento híbrido.

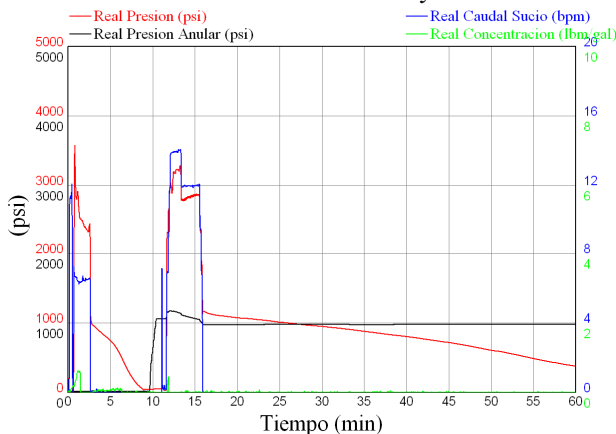
Datos de las operaciones

1°er operación (ChuS x-1):

Tratamiento realizado a través del punzado 683/684 m con limitación de crecimiento por debajo de 701 m.

Minifrac:

ChaS x-1 minifrac Rayoso

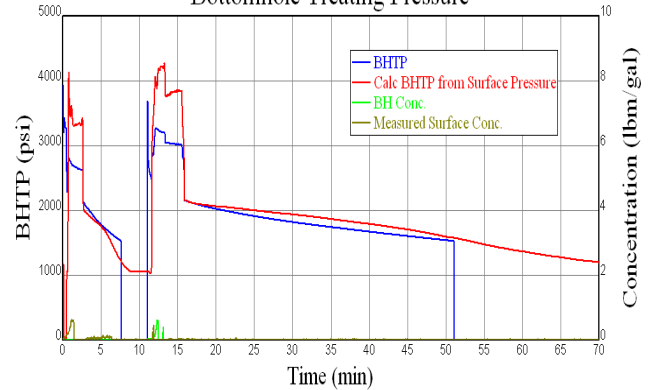


Datos minifrac:

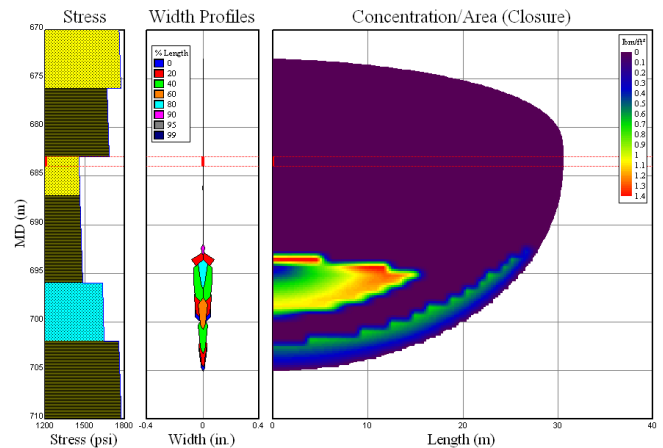
	G dP/dG	dP/dt ^{1/2}
Eficiencia	55%	55%
Pres. Cierre Superficie	413	408 psi
Pres. Cierre Fondo	1387	1381 psi

Pres. Neta 590 584 psi

Carta match en simulador del minifrac: Bottomhole Treating Pressure



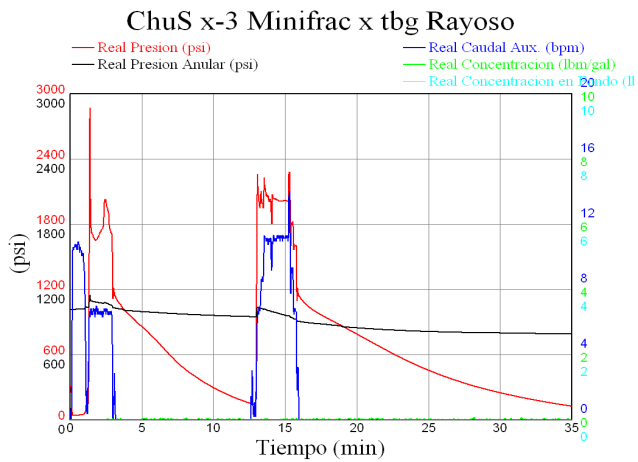
Ajuste de la barrera a partir del match del minifrac



2° da operación (ChuS x-3):

Tratamiento realizado a través del punzado 690.7/691.7 m con limitación de crecimiento por debajo de 709 m.

Minifrac 2 da operación:



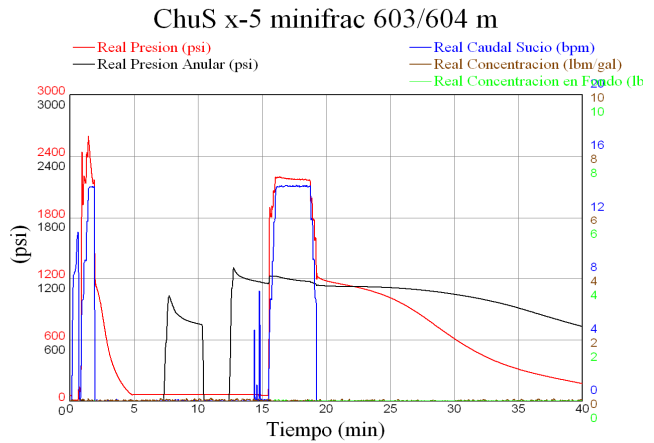
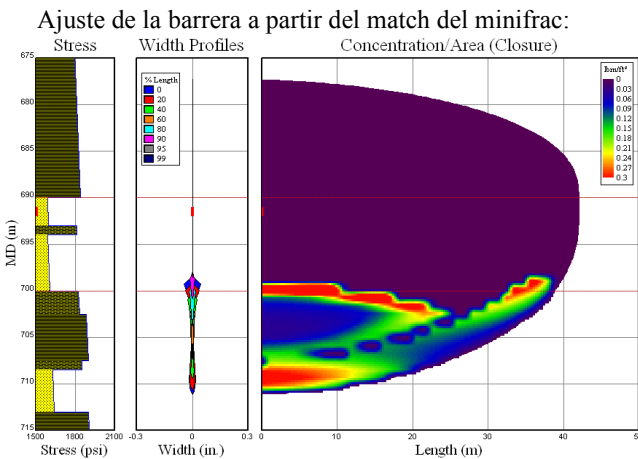
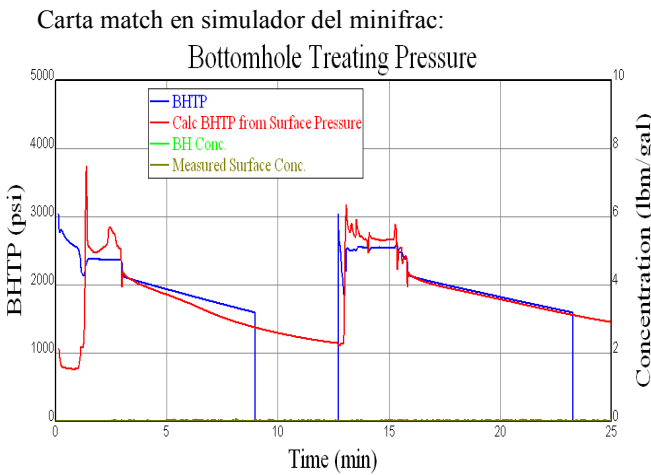
Los siguientes 3 trabajos se realizaron punzando la zona inferior para evaluar el fluido de formaci3n y luego definir la profundidad a la que deber3a estar ubicada la barrera artificial (BSO). Si bien los tratamientos en estos casos se realizaron a trav3s del punzado superior, se decidi3 colocar un tap3n entre ambos punzados y una amerada para lectura de presi3n y temperatura del punzado inferior. Luego de realizadas las operaciones se descarg3 la informaci3n y se interpret3 para verificar en cada caso si se habr3a producido comunicaci3n entre las zonas.

3° ra operaci3n (ChuS x-5):

Tratamiento realizado a trav3s del punzado 603/604 m con limitaci3n de crecimiento por debajo de 620 m (incluyendo punzado inferior 614/616.5 m).

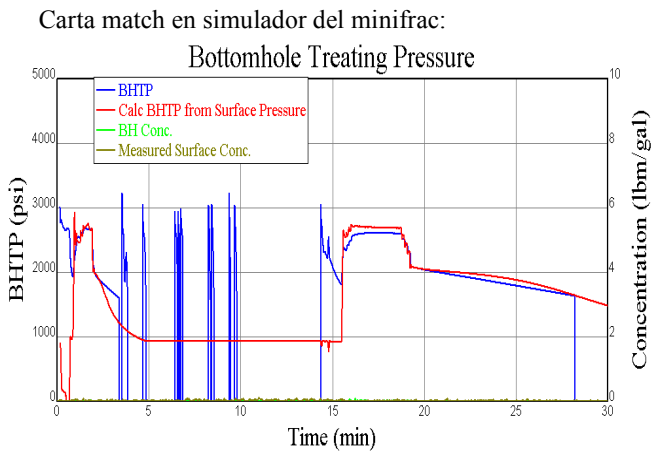
Datos minifrac:

	G dP/dG	dP/d t ^{1/2}
Eficiencia	55%	56%
Pres. Cierre Superficie	635	620 psi
Pres. Cierre Fondo	1618	1603 psi
Pres. Neta	564	577 psi

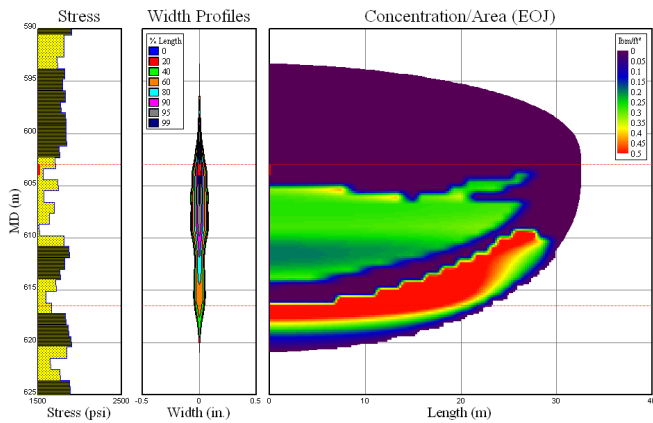


Datos minifrac:

	G dP/dG	dP/d t ^{1/2}
Eficiencia	60%	60%
Pres. Cierre Superficie	627	650 psi
Pres. Cierre Fondo	1485	1508 psi
Pres. Neta	589	572 psi



Ajuste de la barrera a partir del match del minifrac:

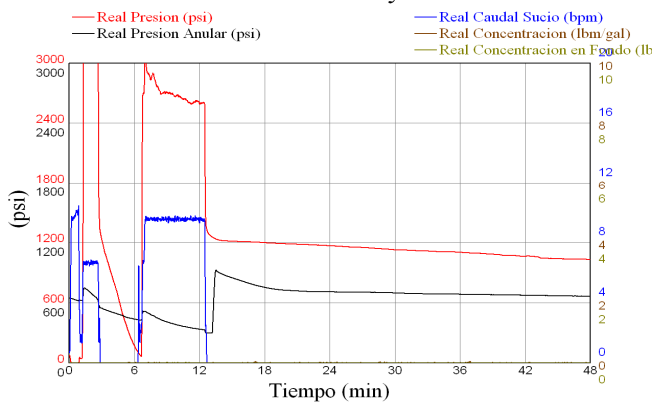


4° ta operación (ChuS e-10):

Tratamiento realizado a través del punzado 731/732 m con limitación de crecimiento por debajo de 741.5 m (excluyendo punzado inferior 749.5/750.5 m).

Minifrac:

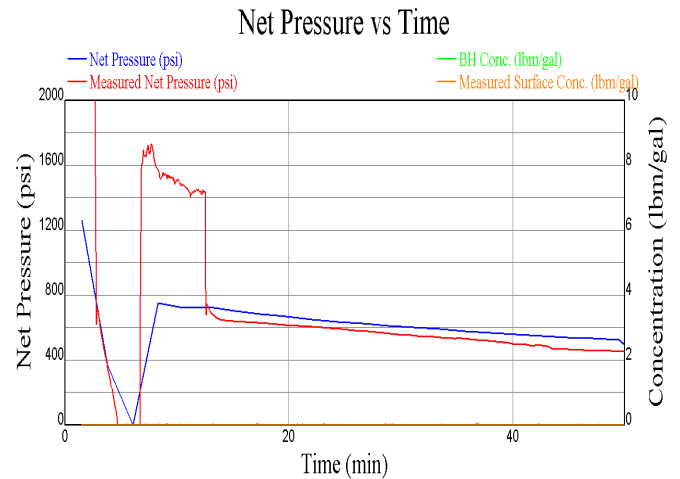
ChuS e-10 minifrac Rayoso clásico



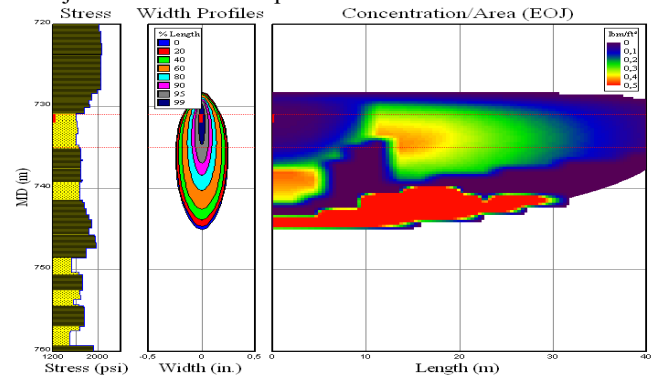
Datos minifrac:

	G dP/dG	dP/d t ^{1/2}
Eficiencia	49%	49%
Pres. Cierre Superficie	560	575 psi
Pres. Cierre Fondo	1600	1615 psi
Pres. Neta	795	781 psi

Carta match en simulador del minifrac:



Ajuste de la barrera a partir del match del minifrac:

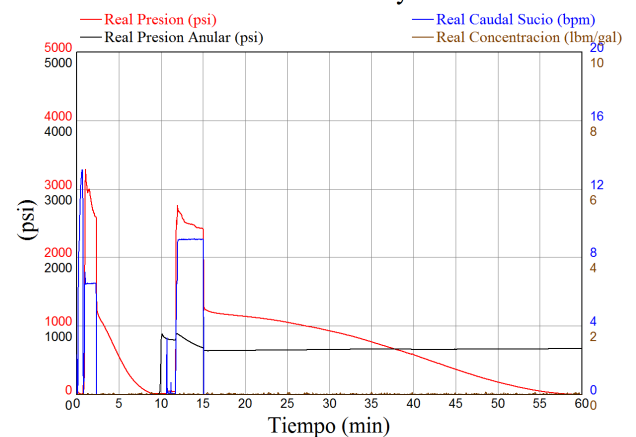


5° ta operación (ChuS e-11):

Tratamiento realizado a través del punzado 750/753 m con limitación de crecimiento por debajo de 758 m (excluyendo punzado inferior 766/769 m).

Minifrac:

ChuS e-11 minifrac Ry Clastico

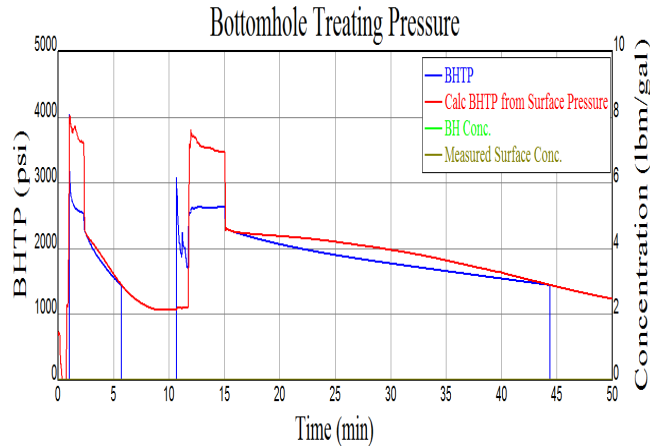


Datos minifrac:

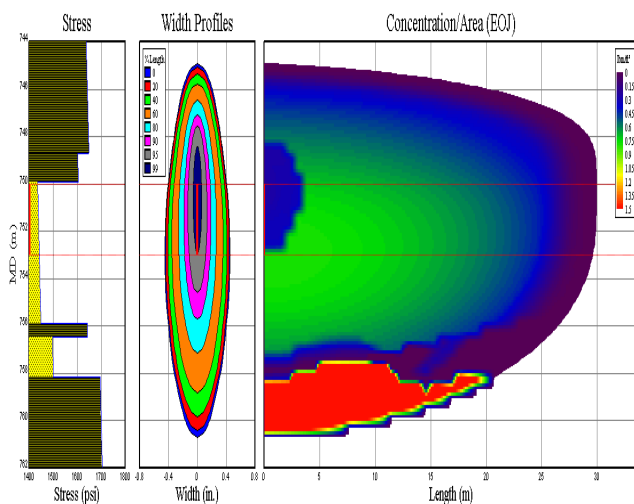
	G dP/dG	dP/d t ^{1/2}
Eficiencia	76%	76%
Pres. Cierre Superficie	392	407 psi

Pres. Cierre Fondo	1437	1452	psi
Pres. Neta	874	846	psi

Carta match en simulador del minifrac:



Ajuste de la barrera a partir del match del minifrac:



Resultados:

Previo a las operaciones de fractura realizadas, se realizó un ensayo por pistoneo para evaluar el aporte de cada una de las zonas dando como resultado:

- ChuS x-1: Bajo aporte, nivel semi agotado corte de petróleo superior al 90%
- ChuS x-3: Bajo aporte, nivel semi agotado corte de petróleo superior al 90%
- ChuS x-5: Punzado a fracturar: Bajo aporte, nivel semi agotado corte de petróleo superior al 90%
- Punzado inferior: Bajo aporte, nivel semiagotado corte de petróleo superior al 90%
- ChuS x-10: Punzado a fracturar: Bajo aporte, nivel semi agotado corte de petróleo superior al 90%
- Punzado inferior: Bajo aporte, nivel semiagotado corte de petróleo inferior al 90%
- ChuS x-11: Punzado a fracturar: Bajo aporte, nivel semi agotado corte de petróleo superior al 90%

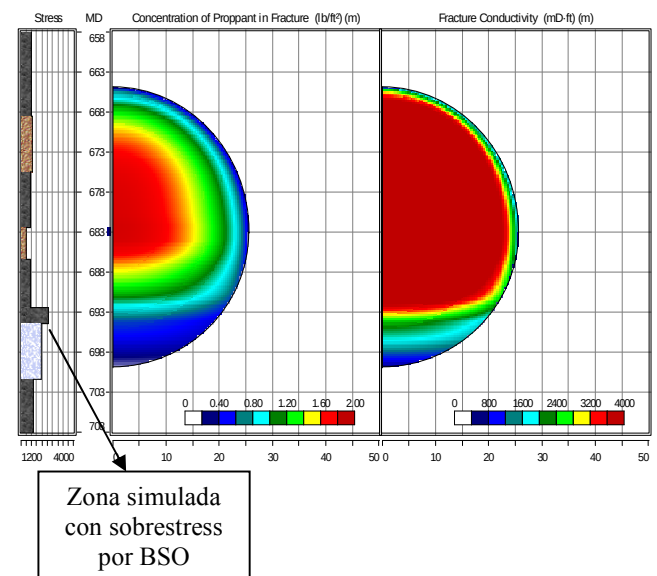
Punzado inferior: Bajo aporte, nivel semiagotado corte de petróleo inferior al 90%

A partir de estos resultados y de los datos de los registros, es que se decidió estimular hidráulicamente en todos los casos la zona superior y, en el tercer caso, se decidió diseñar tanto la barrera artificial como el tratamiento para abarcar el punzado inferior.

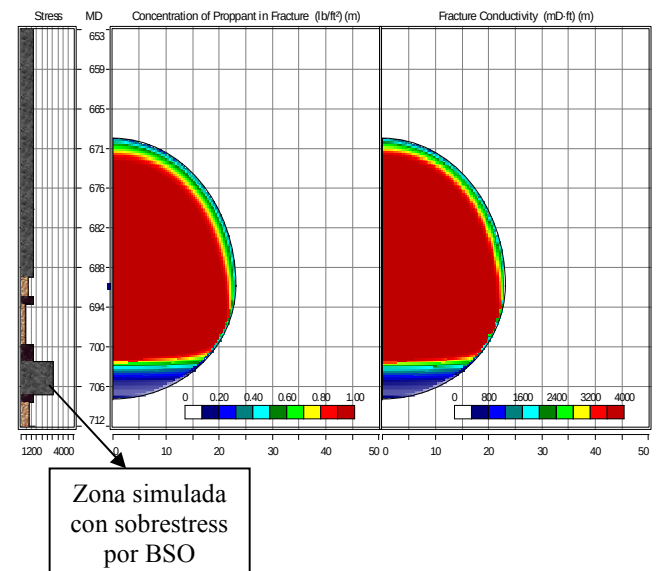
Para la determinación de la geometría de fractura posterior a los tratamientos se considera la barrera artificial de manera tal que representa un sobrestress en la zona donde es depositada de 1000 psi, coherente con la bibliografía ya citada y consultada.

A continuación se presentan las gráficas de todas las geometrías estimadas posteriores al match realizado y luego de bombeados los tratamientos:

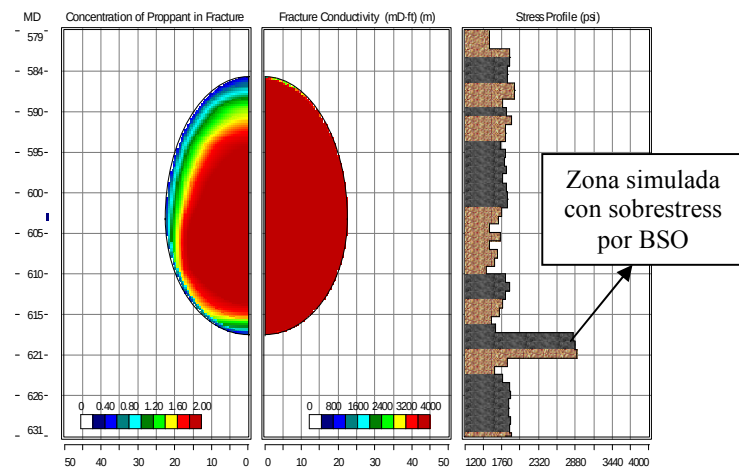
Tratamiento nro 1 (ChuS x-1):



Tratamiento nro 2 (ChuS x-3):



Tratamiento nro 3 (ChuS x-5):



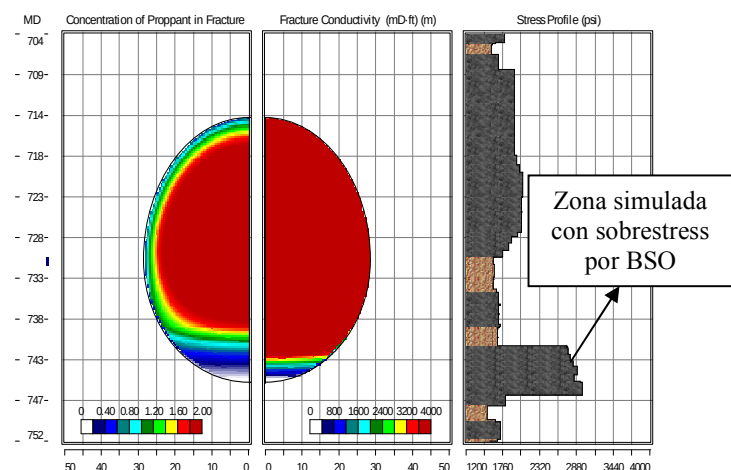
Posterior a las operaciones de fractura se procedió a ampliar y ensayar las zonas estimuladas con los siguientes resultados:

- ChuS x-1: Muy buen aporte, nivel estable, corte de petróleo superior al 90%
- ChuS x-3: Muy buen aporte, nivel estable, corte de petróleo superior al 90%
- ChuS x-5: Bajo a regular aporte, nivel semi agotado, corte de petróleo superior al 90%
- ChuS x-10: Muy buen aporte, nivel estable, corte de petróleo superior al 90%
- ChuS x-11: Muy buen aporte, nivel estable, corte de petróleo superior al 90%

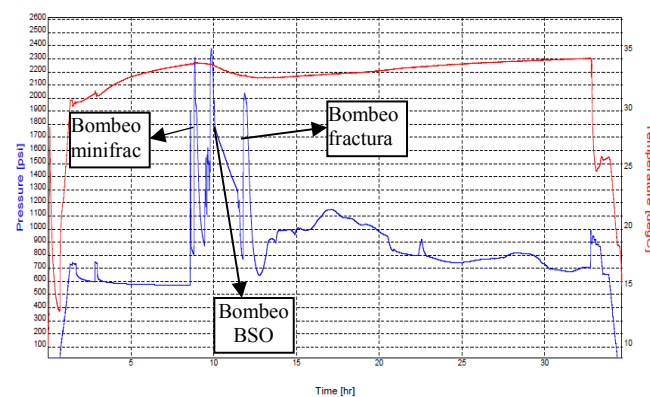
Interpretación datos de amerada:

ChuS x-5

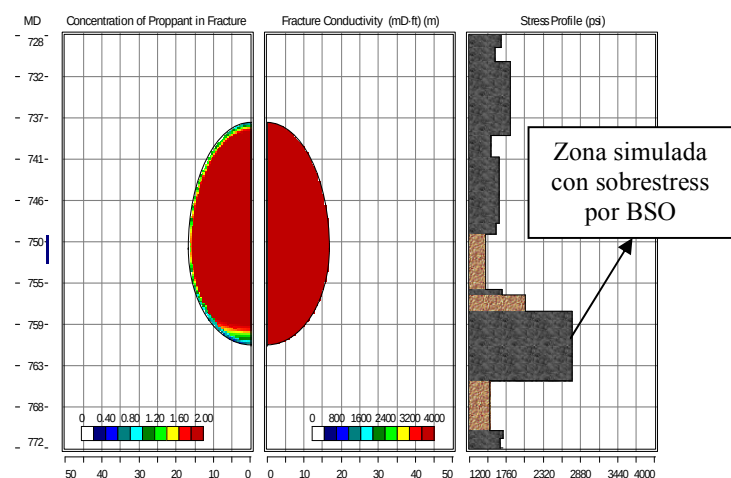
Tratamiento nro 4 (ChuS e-10):



Client:	YPF	Test Operator:	VELEZ OSCAR
Field:	CHACHAHUEN SUR	Comments:	PZO 614/16.5 MTS PKR.540 MTS
Well Name:	ChuS x-5		TPN 610 MTS
Job Description:	RESTRO CON MEMORY BAJO TPN	Gauge Serial #:	11005 BAT-1385
Starting Date:	22-May-12, 09:30	Ending Date:	23-May-12, 20:10



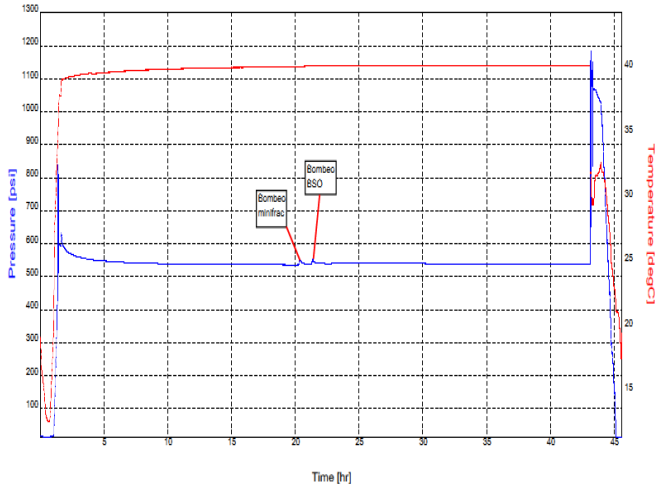
Tratamiento nro 5 (ChuS e-11):



Se observa en la correspondiente carta de lectura de parámetros que, al momento de realizarse los bombeos tanto de minifrac, BSO y fractura (datos de lectura entre la hora 8 y la hora 12.5), hay importantes variaciones tanto en la presión como, en menor medida, en la temperatura lo que verifica que se contactó esta zona en los bombeos. Las presiones desarrolladas en los bombeos estuvieron en el orden de las 2500 psi y la lectura de la memory frente al punzado inferior se encuentra en el mismo orden de magnitud al momento de realizarse cada uno de los bombeos. Este comportamiento corrobora que se habría logrado abarcar ambos punzados (el de la fractura y el que se ubicaba por debajo del tapón) con el tratamiento.

ChuS e-10

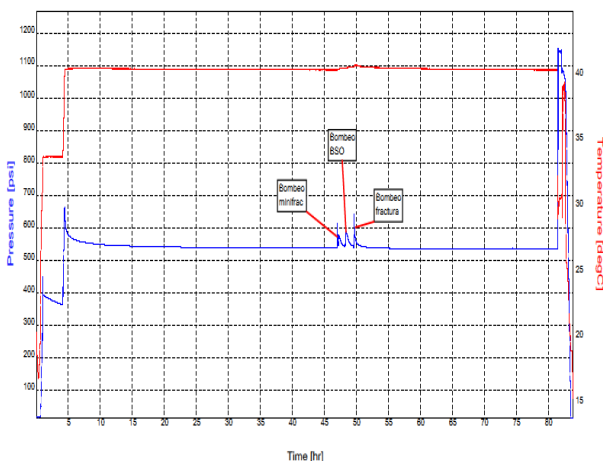
Client:	Y.P.F. S.A.	Test Operator:	VELEZ OSCAR
Field:	CHACHAHUEN SUR	Comments:	PZO:749,5/60,5 MTS TPN:745 MTS
Well Name:	ChuS e-10		EZ:731/32 MTS PKR:720 MTS
Job Description:	REGISTRO DE PRESION CON MEMORY BAJO TPN	Gauge Serial #:	10002 BAT-1413
Starting Date:	09-Jun-12, 19:15	Ending Date:	11-Jun-12, 16:50



Se observa en la correspondiente carta de lectura de parámetros que, al momento de realizarse los bombeos tanto de minifrac y BSO (datos de lectura entre la hora 20 y la hora 22), no hay variaciones de importancia tanto en la presión como en la temperatura lo que verifica que no se contactó esta zona en ninguno de los bombeos. Las presiones desarrolladas en los bombeos estuvieron en el orden de las 2500 psi y en la lectura de la memory nunca se superaron las 550 psi. Cabe aclarar que no se observa perturbación de presión en el bombeo de la fractura lo que verifica que se mejoró notablemente la contención, es decir, la barrera artificial fue muy efectiva.

ChuS e-11

Client:	Y.P.F.	Test Operator:	TERRAROSSA E. VELEZ O.
Field:	CHACHAHUEN SUR	Comments:	PZO:766/69 MTS TPN:764,80 MTS
Well Name:	ChuS e-11		ENSAYA ZONA:750/53 MTS PKR:742,20 M
Job Description:	REGISTRO DE PRESION BAJO TPN	Gauge Serial #:	7402 BAT-1382
Starting Date:	24-Jun-12, 00:45	Ending Date:	27-Jun-12, 12:45



Se observa en la correspondiente carta de lectura de parámetros que, al momento de realizarse los bombeos tanto de Minifrac, BSO y Fractura (datos de lectura entre la hora 47 y la hora 50), no hay variaciones de importancia tanto en la presión como en la temperatura, lo que verifica que no se contactó esta zona en ninguno de los bombeos. Las presiones desarrolladas en los bombeos estuvieron en el orden de las 2500 psi y en la lectura de la memory nunca superaron las 650 psi. Estas lecturas corroboran que la barrera artificial fue efectiva en contener el crecimiento de la fractura hacia el punzado por debajo del Tapón.

Conclusiones

1. La cercanía de acuíferos no siempre es limitante para realizar tratamientos de fractura hidráulica.
2. La conjunción de técnicas de estimulación empleadas también en otros yacimientos pueden ser de utilidad para cada caso particular.
3. Se ha corroborado la eficiencia del empleo de una barrera basal artificial (BSO) para lograr detener el crecimiento de una fractura hacia zonas inferiores.
4. Las lecturas realizadas con la amerada colgada por debajo del tapón, han confirmado fehacientemente esta excelente performance.
5. El minifrac sigue siendo una herramienta indispensable en el diseño y optimización de tratamientos en reservorios convencionales.
6. Los simuladores actuales, bien calibrados, pueden ser muy representativos de lo observado en la realidad.

Agradecimientos

A la Dirección de Exploración de YPF y a Baker Hughes Argentina por permitir la publicación de este trabajo y a la Dirección de Tecnología por dar el incentivo para hacerlo.

Referencias

1. Mukherjee H. et al. "Successful Control of Fracture Height Growth by Placement of Artificial Barrier". SPE 25917 (April 1993)
2. Barree R.D. & Mukherjee H. "Design Guide Lines for Barrier Placement and the Impact on the Fracture Geometry". SPE 29501 (April 1995)
3. Nitters G. et al "Dual Hydraulic Techniques Minimizes Proppant Convection and Increases Hydrocarbon Production". SPE 36903 (October 1996)
4. D.G. Garcia and A. Prioletta, Repsol and G.F. Kruse "Effective control of vertical fracture growth by placement of an artificial barrier (Bottom Screen Out) in an exploratory well" SPE 69578 (March 2001).
5. M.B. Smith and R.R. Hannah "High-Permeability fracturing: The evolution of a Technology". SPE 27984 (Julio 1996)